

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Выбор оптимальной технологии выполнения ремонтно-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области»

УДК 622.692.4-049.32(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Каннан Винот Кумар		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУ-ОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и про-		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
дуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) _____
 (Дата) Брусник О.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Каннану Винот Кумару

Тема работы:

«Выбор оптимальной технологии выполнения ремонтно-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

110/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

2.06.2020 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

5.06.19

Процесс магистрального трубопроводного транспорта нефти. Трубопровод, расположенный на севере Томской области. Дефект стенки трубопровода по причине коррозионного износа.

5.06.19

5.06.19

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор литературных источников по проблеме организации ремонтных работ на объектах транспорта нести нефти, перспективам развития технологий и трудностям, возникающим в процессе перекачки.</p> <p>Изучение объекта, свойств перекачиваемой среды, транспортируемой по объекту, параметров перекачки и сложностей процесса перекачки;</p> <p>Сравнительный анализ технологий ремонта и их применения в условиях заданного объекта с целью выявления наиболее подходящего метода для выбранного участка нефтепровода.</p> <p>Обзор основных современных ремонтных конструкций. Выбор оптимальной для исследуемого объекта.</p> <p>Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций по применению технологии с целью повышения производительности трубопровода. Обсуждение результатов выполненной работы.</p> <p>Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность».</p> <p>Заключение и выводы по работе.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Т.Г. доцент отделения СГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С. ассистент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Каннан Винот Кумар		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Каннан Винот Кумар

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Выбор оптимальной технологии выполнения ремонтно-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: участок линейной части магистрального нефтепровода Область применения: магистральные или промысловые нефтепроводы
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> <p>РД 04-355-00 Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах.</p> <p>Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ.</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4. Тяжесть и напряженность физического труда. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Электрический ток; 2. Пожаро- и взрывоопасность 3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс загрязняющих веществ по причине негерметичности трубопроводной системы и оборудования.</p> <p>Гидросфера: попадание нефти и нефтепродуктов на поверхность водных источников и подземных вод.</p> <p>Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельскохозяйственных и лесных массивов. Загрязнение нефтепродуктами, химреагентами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Рассмотрены следующие вопросы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого ре-

	шения; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей типичной ЧС (взрыв при проведении капитального ремонта) и мер по ликвидации её последствий.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Каннан Винот Кумар		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Каннан Винот Кумар

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость ресурсов: - материальные затраты - 213,18 тыс. руб. - оплата труда - 22,23 тыс. руб. - ЕСН - 6,67 тыс. руб. - амортизация - 16,68 тыс. руб. - прочие затраты - 60,91 тыс. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 20% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30%. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; формирование бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и	Расчет экономической эффективности применения новой

экономической эффективности	технологии
-----------------------------	------------

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Каннан Винот Кумар		31.01.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение Нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2020г
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2020	Введение	10
27.01.2020	Обзор литературы	9
03.02.2020	Характеристика объекта исследования	8
21.02.2019	Анализ современной технологий проведения ремонтных работ	10
01.03.2019	Выбор оптимального способа ремонта для исследуемого объекта	13
01.04.2019	Расчетная часть	10
7.05.2019	Социальная ответственность	10
17.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
23.05.2019	Заключение	10
27.05.2019	Презентация	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В..	к.п.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Вантуз: Устройство, предназначенное для откачки, закачки, впуска/выпуска в трубопровод продукта при выполнении плановых и аварийных работ (по ГОСТ Р 57512).

Примечание – Под продуктом понимается нефть, нефтепродукты, вода, воздух, газозоодушная смесь, инертная газовая смесь.

Вырезка: Метод ремонта, заключающийся в удалении из трубопровода секции или участка секции с дефектом и замене катушкой.

Галтельная муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки со специальной полостью, привариваемая на трубопровод и предназначенная для ремонта дефектов поперечных сварных швов.

Гофры: Уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.

Дефект магистрального трубопровода: геометрическое отклонение параметра трубы, сварных швов, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубноо диагностикой, визуальным или приборным контролем.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.			Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Брусник О.В.					1	79
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Дефект, подлежащий ремонту (ДПР): дефекты труб и сварных швов, а также конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, которые не соответствуют требованиям нормативных документов и подлежат устранению.

Дефект первоочередного ремонта (ПОР): дефект, снижающий несущую способность нефтепровода и подлежащий ремонту в первую очередь.

Ремонт: комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности объекта и восстановлению ресурсов объекта или его составных частей.

Техническое состояние: совокупность определенных величин (параметров), характеризующихся в определенный момент времени признаками (свойствами объекта), установленными технической документацией.

Выборочный ремонт нефтепровода: локальный ремонт линейной части нефтепровода с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке нефтепровода.

Замена участка: замена дефектного участка нефтепровода длиной более заводской длины трубы на трубы, отвечающие требованиям СНиП 2 05.06-85*.

Капитальный ремонт нефтепровода: ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близко к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Катушка: Часть трубы длиной не менее диаметра и не более длины заводской секции трубы, ввариваемая в нефтепровод с помощью двух кольцевых стыков или вырезаемая из нефтепровода с помощью двух кольцевых резов.

Композитная муфта: стальная оболочка, не приваренная к телу трубопровода и заполненная композитным составом.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Околошовная зона: участок основного металла трубы шириной, равной четырем номинальным толщинам стенки трубы в каждую сторону от края сварного шва.

Ремонтная конструкция, подлежащая ремонту: конструкция, установленная на нефтепроводе для ремонта дефектов.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обозначения и сокращения

Ремонтно-строительное управление; РСУ

Магистральный нефтепровод; МН

Нормативно-техническая документация; НТД

Проект производства работ; ППР

Ведомственные строительные нормы; ВСН

Руководящий документ; РД

Строительные нормы и правила; СНиП

Ремонтно-строительная колонна; РСК

Инженерно-технический работник; ИТР

Ведомственные правила пожарной безопасности; ВППБ

Строительные нормы; СН

Пожарная безопасность; ПБ

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нормативные ссылки

РД – 23.040.00 – КТН – 090 – 07. “Классификация дефектов и методов ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.

РД 75.180.00 – КТН – 165 – 06. “Методика на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно – муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.

РД 153 - 39.4 - 130-2002. “Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов ”.

РД 153 - 39.4 - 130-2002. “ Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов ”.

РД 39-0147103-330-86. “ Инструкция по приварке заплат и муфт на стенки труб нефтепроводов под давлением перекачиваемой нефти до 2,0 МПа”.

РД 153-39.4-086-07. “ Технология ремонта дефектов действующих магистральных нефтепроводов ”.

РД -23.04.00-КТН-090-07. “ Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.

ТД 33.337 – 98. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов”.

РД 75.180.00 – КТН – 164 – 06. “Технология проведения работ по композитно – муфтовому ремонту магистральных трубопроводов”

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 79 с., 22 рис., 19 табл., 44 источника.

Ключевые слова: нефтепровод, ремонт, ремонтная конструкция, дефект, муфта.

Объектом исследования являются основные виды ремонтных конструкций, применяемые в настоящее время для ремонта магистральных нефтепроводов.

Цель работы – заключается в выборе оптимального метода ремонта магистральных нефтепроводов с применением ремонтных конструкций.

В процессе исследования проводились гидравлический расчет, расчет на прочность и устойчивость, расчёт необходимых материалов для ремонта выбранным методом. Рассмотрены современные конструкции муфт для ремонта магистральных нефтепроводов.

В результате исследования рассмотрены: виды технического обслуживания и ремонта, виды ремонтируемых дефектов, методы ремонта дефектных участков нефтепровода, конструкции муфт, применяемых для ремонта магистральных нефтепроводов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ.

Область применения: магистральный нефтепровод.

Экономическая эффективность/значимость работы: экономический расчет показал что из представленных видов ремонта на снижение затрат на устранение дефектов оказывает влияние ремонт, с использованием муфт Clock Spring.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области						
Изм.	Лист	№ докум.		Подпись							
Разраб.		Каннан В.К.			Реферат			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Брусник О.В.								6	79
Консульт.								ТПУ гр. 256А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

ABSTRACT

Keywords: pipeline, repair, repair construction, defect, sleeve fitting.

The object of research is the main types of couplings that are currently used for repair of trunk oil pipelines.

The purpose of the work is to consider the repair of main oil pipelines using various repair structures.

In the process of the study, a hydraulic calculation was carried out, a calculation for strength and stability, a calculation of the necessary materials for repair by the selected method. Modern designs of couplings for repair of trunk oil pipelines are considered.

As a result of the study, the following types of maintenance and repair, types of repaired defects, methods for repairing defective sections of an oil pipeline, and the design of couplings used to repair main oil pipelines were examined.

The main structural, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of work.

Scope: the main oil pipeline.

Economic efficiency / significance of work: economic calculation showed that of the types of repairs presented, repair using the Spring Spring couplings affects the reduction of costs for eliminating defects. Also, this repair method is designed for 50 years, unlike competing, using KMT

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Брусник О.В.					7	79
Консульт.						ТПУ зр. 256А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Содержание

Введение.....	18
1. Характеристика района работ	20
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ	20
1.2 Климатическая характеристика района работ	20
1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ	22
1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ	22
1.5 Общая характеристика объекта работ	23
2.Методы проведения ремонтных работ на нефтепроводе	24
2.1 Шлифовка	25
2.2 Заварка	26
2.3 Применение ремонтных конструкций	27
2.4 Вырезка.....	28
2.5 Заключение по выбору метода ремонта.....	29
3.Применяемые ремонтные конструкции	30
3.1. Конструкции сварных ремонтных муфт	30
3.2. Свертная ремонтная муфта	36
3.3. Металло-стеклопластиковые муфты.....	41
3.4. Термоусаживаемые муфты.....	44
3.5. Ремонтная манжета Clock Spring	47
4.Технологические расчеты	52
4.1 Гидравлический расчет нефтепровода	52
4.2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода.....	54
4.3 Расчет необходимого количества герметика и композитного состава	58
5.Социальная ответственность.....	51
6.Финансовый менеджмент	52
Заключение.....	84

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Каннан В.К.			Содержание	Лит.		Лист	Листов	
Провер.		Брусник О.В.						8	79	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.								

Введение

Современная сеть магистральных нефтепроводов имеет значительную протяженность, большие диаметры, характеризуется высоким давлением перекачки и значительным возрастом.

Возрастной состав и высокие требования к экологической безопасности магистральных трубопроводов обуславливают необходимость обеспечения надежной, безотказной работы и предупреждения аварий нефтепроводной системы.

Подземные нефтепроводы подвергаются интенсивному воздействию внешних факторов, воздействию перекачиваемой нефти, что приводит к старению и износу труб. Магистральные трубопроводы практически не имеют резерва, и поэтому возникающие в процессе эксплуатации дефекты и их несвоевременное устранение могут привести к длительному простоею всего магистрального нефтепровода. В этой связи актуальным становится вопрос о проведении ремонта действующих объектов нефтепроводного транспорта, обеспечивающего надежную и безотказную работу крупных транспортных систем.

На основе технических отчётов по внутритрубной диагностике магистрального нефтепровода «N», расположенного на севере Томской области, было выявлен участок с дефектов типа – коррозионного истончение номинальной толщины стенки трубы. Неэффективное и несвоевременное устранение дефектов может привести к возникновению масштабной аварии (учитывая протяженность участка с дефектами), устранение последствий которой может потребовать значительных финансовых, трудовых, материальных и прочих затрат и ресурсов.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Брусник О.В.					9	79
Консульт.						ТПУ зр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

В этой связи основной целью данной работы является выбор оптимального метода проведения ремонта данного участка магистрального нефтепровода.

Достижению цели способствует решение таких задач как:

- изучение основных нормативных требований к ремонту подземных магистральных трубопроводов;
- изучение существующих методов ремонта нефтепроводов, а также содержания и последовательности выполняемых работ;
- проведение технологических расчетов ремонтируемого участка магистрального нефтепровода;
- анализ финансовых затрат, требующихся для проведения ремонта;
- анализ осуществления ремонтных работ магистральных нефтепроводов с точек зрения экологической безопасности и социальной ответственности.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.						
Провер.		Брусник О.В.			Характеристика района работ	Лит.	Лист	Листов
Консульт.							11	79
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б6А		

*Таблица 2 «Средняя месячная и годовая температура
почвы по вытяжным термометрам, °С»*

Глубина	Месяц												Год
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
0,8	0,1	-0,5	-0,7	-0,3	0,5	7,2	11,7	12,6	10,2	6,1	2,6	1,1	4,2
1,6	3,0	1,3	0,9	0,5	0,7	3,5	7,7	9,8	9,5	7,4	4,7	1,9	4,3
3,2	4,2	3,5	3,0	2,6	2,3	2,4	3,7	5,4	6,5	6,7	6,1	5,1	4,3

Глубина промерзания почвы для глинистых и суглинистых грунтов 240 см.

На рассматриваемой территории в осенне-зимний период преобладают ветры южного и юго-западного направлений, в летний период увеличивается повторяемость ветров северного, северо-западного и западного направлений.

Безветренных дней в течение года немного, в пределах 10%.

Таблица 3 «Средняя скорость ветра, м/с»

Месяц												Год
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	
2,9	2,9	3,3	3,5	3,7	3,4	2,6	2,7	2,9	3,5	3,4	3,0	3,2

Среднее число дней с сильным ветром (≥ 15 м/с) равно 5.

Распределение осадков в течение года неравномерное. Среднее количество осадков составляет 578 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в теплую часть года и составляет в среднем 431 мм.

Средняя дата появления снежного покрова приходится на 10 октября, устойчивый снежный покров образуется 26 октября. Весной разрушение снежного покрова начинается 21 апреля, окончательно снег сходит 4 мая. Самая ранняя и самая поздняя дата отличаются от средней даты на 10-20 дней. Максимальная высота снежного покрова на защищенном участке 73 см, на участке в лесу 86 см. По СП 20.13330.2016 снеговая нагрузка для этого района 150 кгс/м².

Среднее число дней с туманом в год составляет 15. Наибольшее число дней с туманом наблюдается в августе – октябре. Средняя продолжительность тумана в день с туманом составляет 4,1 часа.

Среднее число дней с грозой равно 26, средняя продолжительность

грозы в день с грозой составляет 1,9 часа.

Среднее число дней с метелью составляет 33. Средняя продолжительность метели в день с метелью составляет 7,1 часа.

Гололедно-изморозевые образования наблюдаются чаще всего в виде кристаллической изморози. Среднее число дней в году с гололедно-изморозевым образованием составляет 24. Толщина стенки гололеда составляет 5 мм.

1.3 Гидрогеологическая характеристика района работ

Гидрогеологические условия района характеризуются наличием подземных вод следующих типов: болотных, подпочвенных, «верховодки» и грунтовых. Наиболее распространенными являются болотные воды, приуроченные к торфам. Подпочвенные воды имеют локальное распространение и залегают на глубине 0,2-0,4 м. «Верховодка» встречается в увлажненных понижениях рельефа и приурочена к текучепластичным грунтам. Питание ее осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков.

На участке работ развиты болота, мелкие, глубиной 0,4-1,1 м.

Подземные воды залегают на глубине 2,0 – 4,5 м. Нормативная глубина сезонного промерзания торфа - 0,8 м, глин и суглинков – 2,4 м, супесей – 2,9 м, песков – 3,2 м.

Подземные воды обладают слабоагрессивными свойствами по отношению к бетону нормальной проницаемости по показателям агрессивной углекислоты и значения pH. Коррозионная активность грунтов по трассе на глубине 0,5-2,5 м согласно ГОСТ 9.602-2016 изменяется от высокой ($p=15-20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) до низкой ($p=50-800 \text{ Ом}\cdot\text{м}$).

1.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Болота сложены торфом от слабо – до сильноразложившегося (15-90%). Минеральным дном служат глины от текуче – до тугопластичных. Возвы-

					Характеристика района работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

шенные участки до глубины 5,0 м сложены пылеватыми глинами и тяжелыми суглинками от текучепластичной до полутвердой консистенции, с преобладанием глин.

Район характеризуется 100% залесенностью. Растительность представлена смешанным лесом: березой, осиной, кедром, елью, сосной и пихтой.

На изучаемой территории водораздельные пространства сложены формированиями Тобольской, Самаровской свит и ширтинско-тазовского горизонта среднечетвертичного возраста. Поймы и речные террасы сложены верхнечетвертичными и современными аллювиальными отложениями. На водоразделах наибольшее распространение имеют отложения ширтинско-тазовского горизонта, представленные глинистыми грунтами с прослоями супесей и песков, выходящих на дневную поверхность в бортах речных долин. В понижениях рельефа на водоразделах формируются современные озерно-болотные отложения, представленные торфом 1, 2, и 3 типов. Мощность торфяных залежей колеблется от 0,3м до 8,6м.

Из опасных природных процессов (СНиП 22-01-95) в районе капитального ремонта магистрального газопровода имеет место морозное пучение грунтов и подтапливание подземными водами.

Сейсмичность района изысканий согласно СП 14.13330.2014 (карты ОСР-2015) составляет 6 баллов.

1.5 Общая характеристика объекта работ

В соответствии с классификацией СНиП 2.05.06-85* рассматриваемый участок магистрального нефтепровода относится к I классу в зависимости от рабочего давления и ко I классу в зависимости от диаметра трубопровода.

Диаметр магистрального нефтепровода – 1220х12 мм;

Рабочее давление – 4,5 МПа;

Производительность – 45 млн.т./год;

					Характеристика района работ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.Методы проведения ремонтных работ на нефтепроводе

В документе РД-23.040.00-КТН-386-09 устанавливаются требования к технологии ремонта на действующих магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах условным диаметром от 150 мм до 1200 мм и рабочим давлением до 6,3 МПа.

Настоящий документ применяется при ремонте магистральных трубопроводов с остановкой и без остановки транспорта продукта со следующими техническими характеристиками:

- наружный диаметр трубопровода –от 159 до 1220 мм;
- толщина стенки трубы –от 5 до 18 мм;
- допустимое избыточное давление в трубопроводе определяется расчетом;
- температура перекачиваемого продукта на участке, подлежащему ремонту, с установкой ремонтных конструкций от минус 12 °С до плюс 60 °С;
- материал труб – углеродистая, низколегированная сталь класса прочности от К42 до К60.

Настоящий документ распространяется на технологии ремонта трубопроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа с применением следующих методов ремонта:

- шлифовка;
- заварка;
- установка ремонтных конструкций;
- вырезка.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.			Методы проведения ремонтных работ на нефтепроводе	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Брусник О.В.					15	79
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

2.1 Шлифовка

Шлифовка используется для ремонта участков труб с дефектами глубиной до 20% от номинальной толщины стенки трубы типа потеря металла (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа "аномалии сварного шва" (чешуйчатость, поры выходящие на поверхность) с остаточной высотой усиления не менее нормативных значений.

Шлифовка используется для ремонта во вмятинах дополнительных дефектов - рисков, потерь металла, трещин, расслоений с выходом на поверхность в соответствии с таблицей.

При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений. Максимальное допустимое давление в трубе при проведении выборочного ремонта методом шлифовки – не более 2,5 МПа. Зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

После шлифовки должна проверяться остаточная толщина стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии. Остаточная толщина должна быть не менее 80 % от номинальной толщины стенки.

При шлифовке трещин перед установкой муфты на дефекты типа вмятина с трещиной, гофр с трещиной, трещина по телу трубы, глубина выбранного металла должна превышать глубину трещины не менее, чем на 5 % от номинальной толщины стенки. Остаточная толщина стенки после шлифовки трещин должна быть не менее 5 мм.

После ликвидации дефекта нефтепровода методом заварки необходимо заваренное место зашлифовать с образованием плавной формы усиления высотой от 1 до 3 мм.

					Методы проведения ремонтных работ на нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

2.2 Заварка

Заварку разрешается применять для ремонта дефектов тела трубы типа «потеря металла» (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа «аномалии поперечного сварного шва» (поры, выходящие на поверхность, подрезы сварного шва, недостаточное или отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва) на сварных швах [РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов]. Заварка допускается, если глубина и максимальный линейный размер одиночного дефекта (длина, диаметр) или его площадь не превышают величин, указанных в таблице. Расстояние между смежными повреждениями должно быть не менее 4 номинальных толщин трубы. Расстояние от завариваемых дефектов до сварных швов, в том числе до спиральных, должно быть не менее 4 номинальных толщин трубы.

Заварку разрешается проводить только на полностью заполненном нефтепроводе. Выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе не допускается. При выборочном ремонте максимальное допустимое давление в нефтепроводе не выше 2,5 МПа. Процедура выполнения подготовки и выполнения сварочных работ по заварке дефектов на теле трубы должна соответствовать требованиям, приведенным в .Процедура выполнения подготовки и выполнения сварочных работ по заварке дефектов поперечных сварных швов должна соответствовать требованиям, приведенным в РД 153-39.4-067-04. Наплавленный металл подвергается визуальному, магнитопорошkovому контролю для выявления внешних дефектов и ультразвуковому контролю для выявления внутренних дефектов. Результаты контроля должны оформляться в виде заключений.

					Методы проведения ремонтных работ на нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

2.3 Применение ремонтных конструкций

Применяются ремонтные конструкции двух типов –разнообразные ремонтные муфты и патрубки с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой. Применение ремонтных конструкций производится в порядке установленном РД-23.040.00-КТН-386–09 [Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа. – Введ. 31.12.2009. –Москва : ИПМТ, 2009. –221 с.]. Муфты должны быть изготовлены в заводских условиях в соответствии с утвержденными в установленном порядке техническими условиями, конструкторской документацией, технологической картой, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях) запрещается. Муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, предназначенных для сооружения магистральных нефтепроводов. Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не допускаются.

Установка муфт должна производиться в соответствии с требованиями. Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно удалить изоляционное покрытие с дефектного участка нефтепровода для последующей обработки поверхности, согласно технологии установки применяемой муфты. В целях правильности выбора ремонтной конструкции необходимо определить тип и фактические параметры дефекта с составлением акта проведения дефектоскопического контроля.

В местах приварки муфты и ее элементов к трубе нефтепровода должна быть проведена проверка на отсутствие дефектов стенки трубы. При наличии дефектов в стенке трубы приварка муфты в данном месте не допускается. Композитная муфта устанавливается по композитно-муфтовой технологии.

					Методы проведения ремонтных работ на нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Композитные материалы должны быть испытаны и допущены к применению установленным порядком. Максимальное допустимое давление в нефтепроводе при установке приварных ремонтных муфт должно быть не более 2,5 МПа. Патрубки должны быть изготовлены в соответствии с утвержденными техническими условиями, технологическим процессом, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы. Установка патрубков должна производиться в соответствии с требованиями. Расстояние между швами усиливающей накладки патрубков и сварными швами трубы, в т.ч. спиральными, должно быть не менее 100 мм. Высота патрубка должна быть не менее половины диаметра патрубка, но не менее 100 мм. Патрубок должен иметь такой диаметр, чтобы расстояние от внутренней поверхности патрубка до края дефекта было не менее 4 толщин стенки ремонтируемой трубы. Усиливающая накладка должна иметь ширину не менее 0,4 диаметра патрубка и иметь технологические отверстия, а толщина накладки должна приниматься равной толщине стенки трубы. Эллиптические днища применяются заводского изготовления и должны иметь следующие размеры: - высота не менее 0,4 диаметра патрубка, - высота цилиндрической части равна 0,1 диаметра патрубка, - радиус сферической части не менее диаметра патрубка, - радиус перехода сферической части к цилиндрической не более диаметра патрубка; В стенке патрубка должно быть выполнено отверстие диаметром 8 мм для выхода газов при сварке, после окончания работы в отверстие забивается «чоп» и обваривается.

2.4 Вырезка

При этом способе ремонта участок трубы с дефектом («катушка») должен быть вырезан из нефтепровода и заменен бездефектной «катушкой». Вырезка дефекта должна применяться в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра нефтепровода, невозможности обеспечения требуемой степени восстановления нефтепровода при установке муфт (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией), экономи-

						Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ческой нецелесообразности установки муфт из-за чрезмерной длины дефектного участка. Порядок организации и выполнения работ по вырезке и врезке «катушек», требования к врезаемым «катушкам» определяются ОР-13.01-45.21.30-КТН-004-2-02

Технология ремонта методом замены участка должна соответствовать действующим нормативным документам, отвечающим требованиям вновь строящегося трубопровода.

2.5 Заключение по выбору метода ремонта

Шлифовка является не подходящим методом ремонта для рассматриваемого объекта, так как не исправляет выявленных дефектов трубопровода (потеря металла). Заварка применима при дефектах такого типа, однако имеет ограничений в применении по толщине стенки в 5 мм. Вырезка катушки позволяет устранить дефекты любого типа, но такой метод будет куда более металлоёмким и трудозатратным способом ремонта в сравнении с использование ремонтных конструкций. В дальнейшем для работы принимаем метод – применение ремонтных конструкций. Описание типов и выбор ремонтной конструкции рассмотрим в следующей главе работы.

					<i>Методы проведения ремонтных работ на нефтепроводе</i>	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. ПРИМЕНЯЕМЫЕ РЕМОНТНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

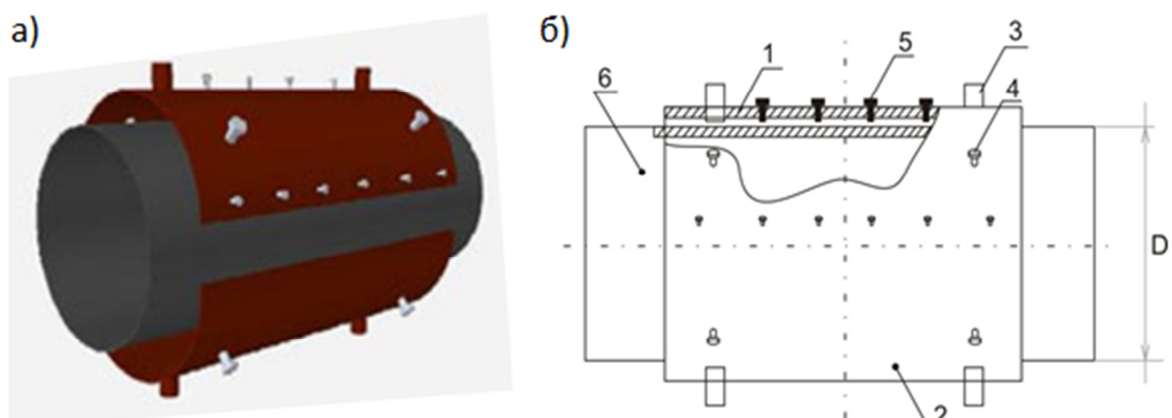
3.1. Конструкции сварных ремонтных муфт

Сварные ремонтные муфты в основном предназначены для разгрузки дефектного участка нефтепровода. Кроме того, они могут выполнять функции герметизации дефектного участка в случае появления сквозного дефекта на трубопроводе. На сварных ремонтных муфтах полностью исключены угловые швы, ориентированные вдоль трубы. Кольцевые угловые швы значительно менее опасны для трубопровода, поскольку нагрузки на них в два раза меньше, чем на продольных швах. Поэтому все сварные швы в продольном направлении выполняются в стыковом варианте. По общему виду и схеме работы труба с ремонтной муфтой представляет собой трубу в трубе. Как правило, сварная муфта собирается из двух половин - полумуфт (полуцилиндров), которые в процессе ремонта устанавливаются на дефектном участке трубопровода и привариваются друг к другу продольным стыковым швом. Полумуфты могут быть изготовлены как из труб такого же, или большего диаметра, или из проката (листов). Длина одной секции, как правило, находится в диапазоне от D до $3D$. При большей длине муфты затрудняется подгонка стыков и обжатие к трубе. Толщина стенки муфты и ее элементов находится в диапазоне от $0,9h$ до $1,2h$. В последнее время для изготовления ремонтных муфт стали применяться демонтированные трубы после их обследования и выдачи соответствующего заключения о возможности их повторного использования.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.			Применяемые ремонтные конструкции	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Брусник О.В.					21	79
Консульт.						ТПУ зр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Для ремонта дефектов трубопроводов применяются несколько типов муфт:

Тип П1- композитная муфта двухсекционная;



а) общий вид; б) схема: 1-полумуфта, 2-секция; 3-входные и выходные патрубки; 4-установочные болты; 5-чопы, 6-тело трубы

Рисунок 3.1.

Тип П2. 1021.25.022.00.00.000 сб - муфта обжимная приварная с технологическими кольцами;

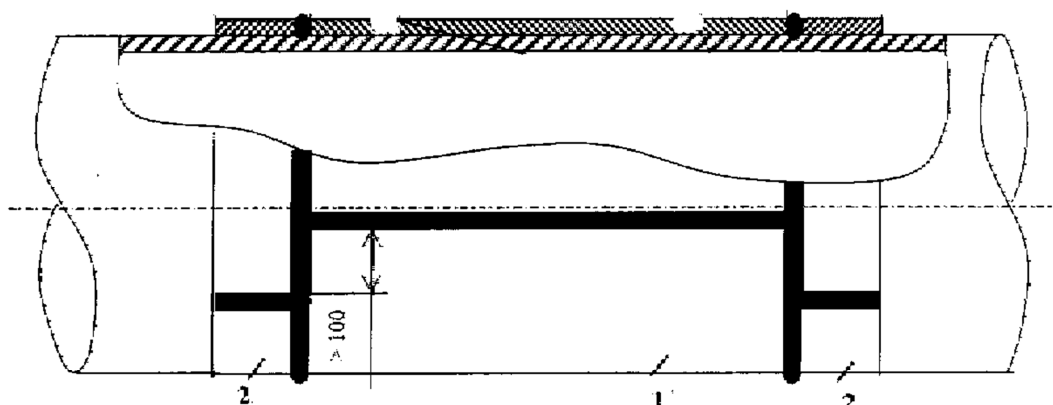


Рис. 3.2. Муфта обжимная приварная с технологическими кольцами (тип П2)

Тип ПЗ. 1021.25.023.00.00.000 сб - муфта галтельная для ремонта

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

сварных кольцевых швов;

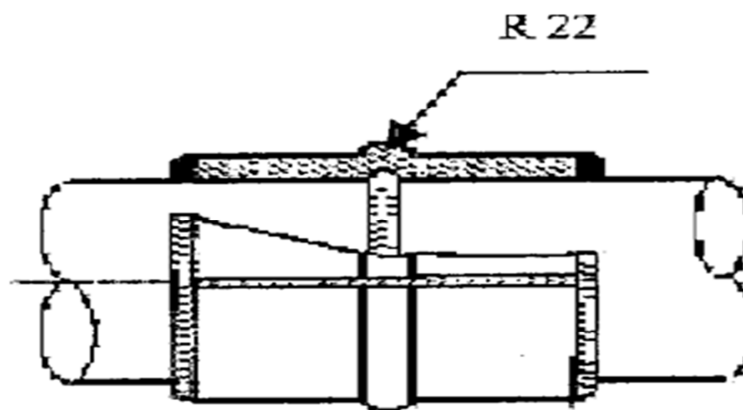
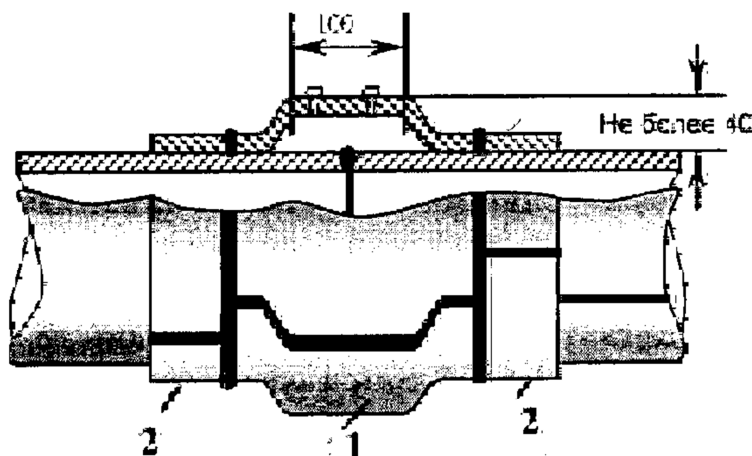


Рис. 3.3. Муфта галтельная для ремонта сварных кольцевых швов (тип ПЗ)

Тип П4. 1021.25.024.00.00.000 сб - муфта галтельная с короткой полостью для ремонта сварных кольцевых швов с заполнением антикоррозионной жидкостью;



1 – центральные кольца; 2 – технологические кольца.

Рис. 3.4. Муфта галтельная с короткой полостью для ремонта сварных кольцевых швов с заполнением антикоррозионной жидкостью (тип П4).

Тип П5. 1021.25.025.00.00.000 сб — муфта сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов;

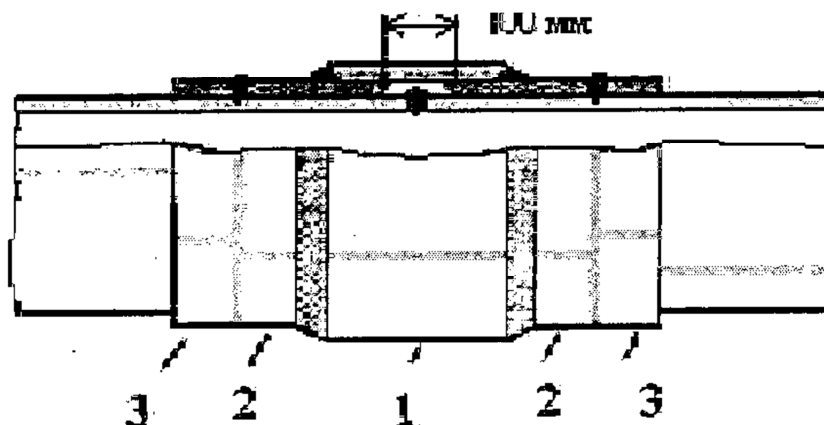


Рис. 3.5. Муфта сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов (тип П5)

1 – центральное кольцо; 2 - боковые кольца; 3 – технологические кольца.

Тип П5У. 1021.25.072.00.00.000 сб — муфта удлиненная сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов и дефектов в стенке трубы;

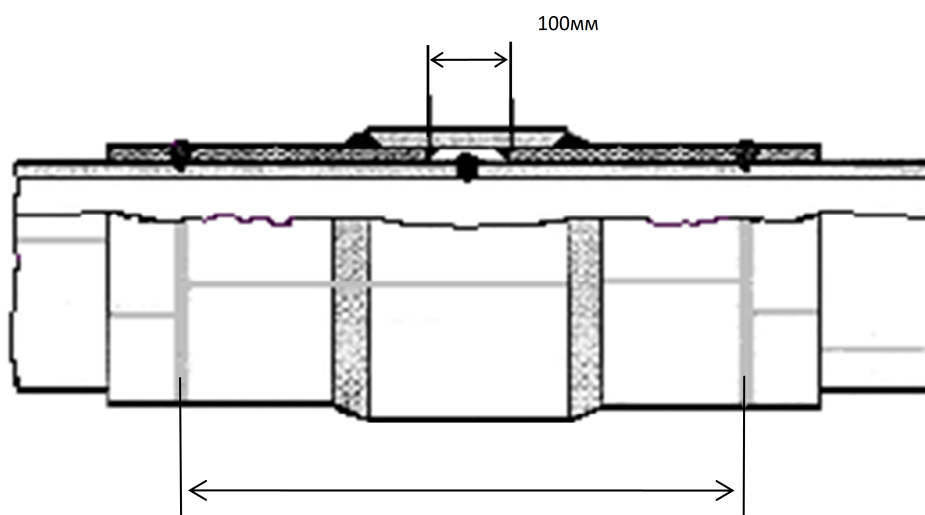
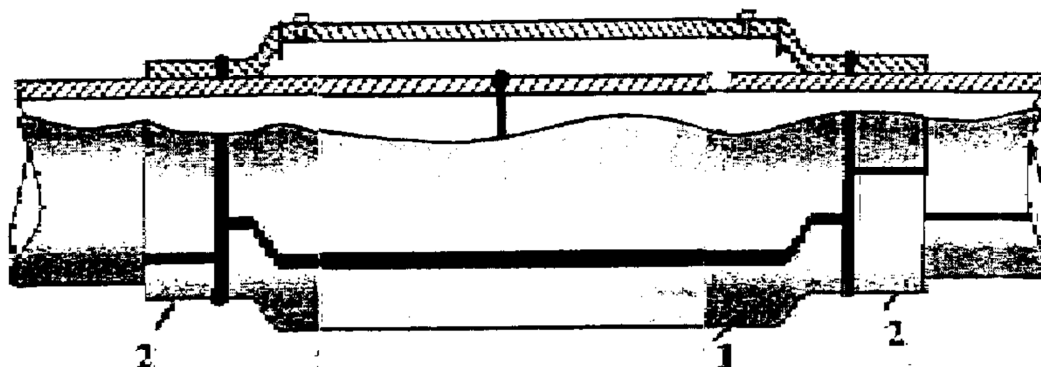


Рис. 3.6. Муфта удлиненная сварная галтельная с технологическими кольцами для ремонта сварных кольцевых швов и дефектов в стенке трубы,

примыкающих к сварным кольцевым швам и расположенных в зоне шириной до 0,75D-100мм в каждую сторону от поперечного шва. (тип П5У)

Тип П6. 1021.25.026.00.00.000 сб — муфта удлиненная галтельная для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкост



1 – центральное кольцо;

2 – технологические кольца.

Рис. 4.7. Муфта удлиненная галтельная для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью (тип П6).

Тип В1. 1021.25.028.00.00.000 сб - приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью;

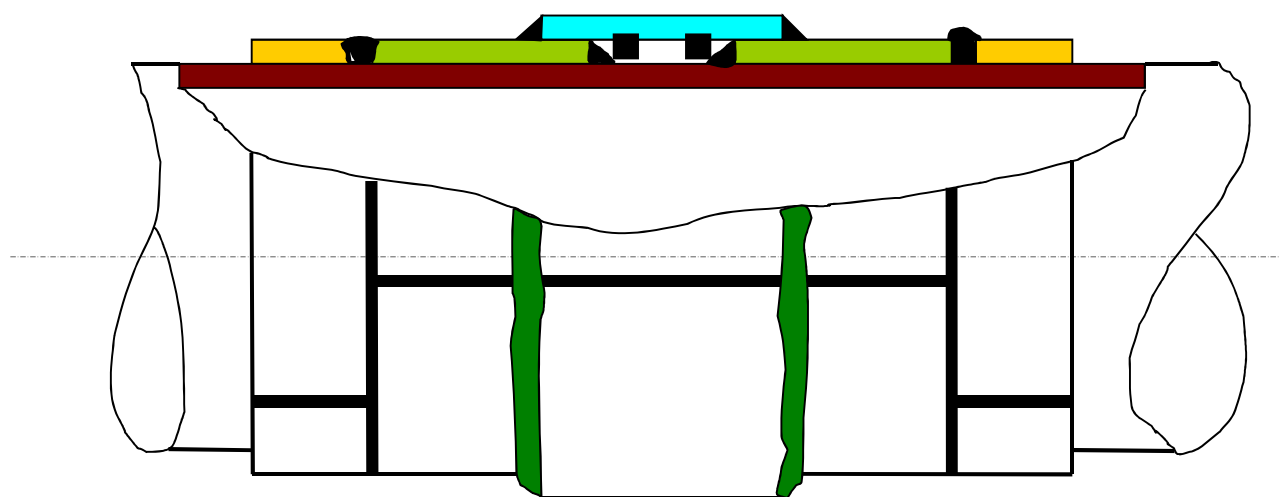
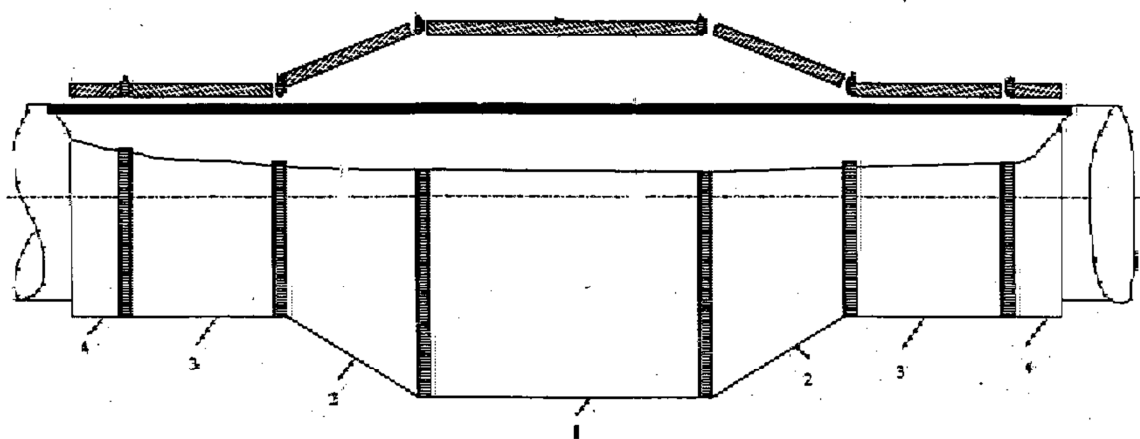


Рис. 3.8. Приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью для временной установки (тип В1):

Тип В2. 1021.25.029.00.00.000 сб - приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью.



- 1 – центральное кольцо; 2 – конические кольца;
3 – боковые цилиндрические кольца;
4 – технологические кольца.

Рис 4.9. Муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью для временной установки (Тип В2).

Детали сварных муфт изготавливаются в соответствии с техническими условиями ТУ 1469-001-01297858-01 “Приварные муфты и патрубки для ремонта действующих магистральных нефтепроводов”.

Муфты подразделяются на необжимные, обжимные, галтельные и с коническими переходами.

Муфты типа ПЗ, П4, П5 предназначены для ремонта сварных кольцевых швов.

Муфта типа П5У предназначена для ремонта сварных кольцевых швов и дефектов в стенке трубы, примыкающих к сварным кольцевым швам и расположенных в зоне шириной до 0,75D-100мм в каждую сторону от поперечного шва.

Муфты типа П2, П6 предназначены для ремонта дефектов геометрии, поверхности трубы, недопустимых ремонтных конструкций и основного металла труб.

Муфты типа В1, В2 предназначены для аварийного ремонта с последующей заменой в течение одного календарного месяца и для ремонта гофр на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта.

Муфты (тип П4, П6, В1, В2) изготавливаются с технологическими отверстиями (с резьбой), в которые заливается антикоррозионная жидкость.

В качестве антикоррозионной жидкости используют трансформаторное масло или обезвоженную нефть.

В зазор между муфтой и трубой в одно из отверстий заливается антикоррозионная жидкость до выхода антикоррозионной жидкости из второго отверстия. После заливки жидкости отверстия закрывают винтовыми пробками и обвариваются с помощью ручной дуговой сварки.

3.2. Свертная ремонтная муфта

3.2.1. Описание

Свертная муфта получила широкое применение при ремонте промышленных и магистральных газо- и нефтепроводов всех категорий давлений и температур транспортируемой среды, а также в трубопроводах водо-, паро- и теплоснабжения и нефтехимической промышленности. Части муфты соединяются между собой болтами, таким образом, чтобы корпус в собранном виде успешно выдерживал высокое внутреннее давление на поврежденном участке. Герметичность конструкции обеспечивается прокладками из эластомера, полностью соответствующего химическому составу, давлению и температуре самого высокого качества, выбранного в соответствии с харак-

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

теристиками и транспортируемой среды. После завершения ремонта муфта может быть обварена по месту установки, что усилит зону поврежденного участка. Монтажные и сварочные работы могут проводиться без отключения трубопровода.

3.2.2. Особенности и методы конструкции

Общие положения проекта следующие:

а) Надёжность

Надёжность каждой муфты обеспечивается 1,5 кратным превышением испытательного давления над максимальным рабочим. Корпус каждой муфты имеет выпускное отверстие 1 дюйм с нормальной трубной резьбой (NTP).

б) Оценка конструкции и промышленные стандарты

Все свертные муфты прошли испытания в соответствии с положениями документа SPEC 6H «Технические требования к концевым уплотнениям, соединениям и шарнирным соединениям» (Specification on End Closures, Connectors and Swivels) Американского института нефти (API), Правила по котлам и резервуарам высокого давления ассоциации ASME (ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE, Section VIII; and with ANSI standards B-31.3, B31.4, & B31.8) соответственно и ГОСТ 22790-89.

в) Простота установки и обслуживания

Все свертные муфты разработаны для монтажа с использованием самого общедоступного инструмента и с возможностью полного ремонта в полевых условиях, включая полную замену уплотнителей.

г) Экономия

Конструкция ремонтных муфт разработаны с учетом самых современных технологий и материалов, что позволяет оптимизировать не только рекомендации по их использованию, но существенно снижает их стоимость из-за

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

уменьшения веса, упрочнения конструкции муфт, исключаящую их деформацию.

3.2.3. Спецификация свертных ремонтных муфт для надземной установки.

- Классы давлений PN63, 100 и 160 бар (ANSI 400, 600 и 900)

- Конструкция разработана на основе: Правила по котлам и резервуарам

высокого давления ассоциации ASME (ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE, Section VIII; and with ANSI standards B-31.3, B31.4, & B31.8) и программное обеспечение Split Sleeve Software (3S).

- Контроль разработки конструкции и расчеты на прочность осуществлялись с учетом пакетов программ для расчета методом конечных элементов (Finite Element Package).

- Материалы корпуса: сталь 25Л и 30Л (A216 WCB), сталь 20ГЛ (A216 WCC, A352 LCC), сталь 14Г2 (A516 Gr.70) (Пригодны для работы в коррозионно-активных средах).

- Эластомерная манжета самого высокого качества полностью совместима с транспортируемой жидкостью и температурой окружающей среды. (NBR для стандартной версии, другие типы по заказу).

- Материал шпилек: сталь 38XM (A193 Gr. B7).

- Материал гаек: сталь A194 Gr.2H.

- Покрытие: эпоксидный полиамид желтого цвета.

- Уплотнительная манжета заменяется просто без специального инструмента.

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Каждая муфта снабжена выпускным отверстием с нормальной трубной резьбой (NTP).

• Перед отгрузкой все свертные муфты проходят заводские испытания в 1,5 раза превышающее максимальное рабочее давление согласно требованиям № 6Н Американского института нефти (API).

3.2.4. Спецификация свертных ремонтных муфт для сернистой окружающей среды.

Эти свертные ремонтные муфты разработаны для использования с сероводородом (H₂S), возникающий в сетях углеводородов.

- Техническое обоснование разработки: ASME Sec. VIII / API 6H / API 5L / IPS ETP100 / NACE MR0175 / Split sleeve software (3S)

- Контроль разработки и расчеты на прочность произведены в соответствии с пакетом программ моделирования методом

конечных элементов (FEP).

- Классы давлений PN63, 100 и 160 бар (ANSI 400, 600 и 900) с различным парциальным давлением и концентрацией H₂S.

- Свертные муфты проходят испытания в 1,5 раза превышающее максимальное рабочее давление.

- Эластомерная манжета самого высокого качества полностью пригодна к работе в сернистых системах, рабочей

температуре и давлению (подходят манжеты из HNBR и VITON, другие по заказу в соответствии с потребностями клиента)

- Диапазон температуры HNBR от -40 до +150 °C
- Диапазон температуры VITON от -40 до +200 °C

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Для предотвращения смещения прокладок используют защитные листы.
- Шарнир, стержень в сборе и подъемные петли могут быть изготовлены по заказу.
- Для постоянного ремонта свертная муфта может быть полностью приварена к трубе.
- Простая замена уплотнителя без специального инструмента.

3.2.5. Спецификация свертных ремонтных муфт для морской среды

- Классы давлений PN63, 100 и 160 бар (ANSI 400, 600 и 900).
- Контроль разработки и расчеты на прочность произведены в соответствии с пакетом программ для расчета методом конечных элементов (Finite Element Package).
- Материалы корпуса: сталь 25Л и 30Л (A216 WCB), сталь 20ГЛ (A216 WCC, A352 LCC), сталь 14Г2 (A516 Gr.70) (Пригодны для работы в коррозионно-активных средах) и дуплексная нержавеющая сталь A217 CA15 (пригодны для сетей углеводородов с различным парциальным давлением и концентрацией H₂S).
- Для сетей углеводородов, материал корпуса должен соответствовать NACE MR0175.
- Эластомерная манжета самого высокого качества полностью соответствует транспортируемой жидкости и температуре окружающей среды (NBR для стандартной версии, VITON идеально подходит для сетей углеводородов; другие типы по заказу).
- Возможна конструкция с двойным уплотнением (DRS). Эта специальная конструкция преимущественно для тех случаев, когда возможная утечка слишком дорогостоящая или опасная; как в системах углеводородов или применение в морских условиях.

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Протекторные аноды установлены на муфты для долговременной катодной защиты.
- Материал шпилек: сталь 38ХМ (А193 Gr. В7) (для окружения с чрезвычайно высокой коррозионной агрессивностью).
- Материал гаек: сталь А194 Gr.2Н (для окружения с чрезвычайно высокой коррозионной агрессивностью).
- Свертные муфты снабжены шарнирным механизмом для простого монтажа под водой.
- Простая замена уплотнителя без специального инструмента.
- Каждая муфта снабжена выпускным отверстием с нормальной трубной резьбой (NTP).
- Перед отгрузкой все свертные муфты проходят заводские испытания в 1,5 раза превышающее максимальное рабочее давление согласно требованиям № 6Н Американского института нефти (API).

3.3. Металло-стеклопластиковые муфты

Развитие ремонтных технологий привело к созданию конструкций муфт на основе стеклопластиков, исключая сварочные работы в процессе монтажа муфт. Конструкционная прочность такой муфты может превосходить прочность лучших трубных сталей. Кроме того, стеклопластик обладает рядом других важных свойств: меньшим удельным весом, чем у стали (в четыре раза), высокой стойкостью в условиях подземной прокладки. Эффективность муфты возрастает с увеличением усилий натяжения её на дефектном участке трубопровода. Оптимальное использование резервов прочности стеклопластикового полотна муфты при её монтаже на трубопроводе может быть достигнуто путем включения в силовую цепь муфты узла затяжки, выполненного из прочной стали.

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Совместные исследования специалистов ООО «Севергазпром», ЗАО «Новые технологии», института «Севернипигаз» привели к созданию ряда эффективных ремонтных стеклопластиковых муфт типа РСМ.

прочностью и сравнительно небольшой массой, что имеет немаловажное значение при монтаже муфт в трассовых условиях, так как позволяет обходиться без тяжёлых подъёмных механизмов. К настоящему времени разработаны муфты для труб диаметром 530, 720, 1020, 1220, 1420 мм.

Созданные образцы РСМ объединяют следующие сходные элементы: силовая схема создания усилий натяга на дефектном участке трубопровода, наличие в конструкции стеклопластикового полотна и узла затяжки, выполненного из стальных деталей, а также принцип взаимодействия узла затяжки с концевыми участками полотна, исключающий проявление изгибающих моментов во всех деталях муфты. Различие образцов РСМ заключается в технологии изготовления полотна муфты и в конструктивном исполнении узла затяжки. Эти различия отвечают задачам, которые выполняют муфты и определяются диаметром труб. Для муфт, устанавливаемых на трубы диаметром $DH < 720$ мм, технология изготовления полотна основана на пропитке тканевой основы из стекло материалов эпоксидным связующим. Прочность полотна достигает 200 МПа, что вполне достаточно для усиления дефектных участков и обеспечения герметичности сквозных дефектов на газоконденсатопроводах. На трубах диаметром $DH < 720$ мм используются одноразъемные муфты с одним узлом затяжки.

Муфты, устанавливаемые на трубы диаметром $DH > 720$ мм, изготавливаются по специальной технологии. Полотно муфты образуется путем однонаправленной намотки стеклошнура на шаблон в растянутом состоянии с последующей пропиткой эпоксидным связующим. Прочность полотна превышает при разрыве 800 МПа.

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Конструкция муфты содержит два разъема и соответственно два узла затяжки. В каждом узле имеется несколько болтов (3-4 ед.), снабженных правой и левой резьбой. Технология и конструкция двухразъемных муфт защищены двумя патентами на изобретения, описаны в стандарте предприятия ООО «Севергазпром». Кроме того, разработаны технические условия по РСМ для диаметров труб 530-1420 мм. Наиболее широко проведены исследования РСМ, установленных на трубопровод диаметром 1220 мм (РСМ - 1220). В течение 2003-2005 гг. выполнены заводские, полигонные, а также натурные испытания, которые подтвердили большие потенциальные возможности РСМ для ремонта дефектных участков газопроводов. Высокая прочность полотна муфты позволила создать момент затяжки болтовых соединений на уровне 600 Нм и поднять прочность отремонтированного участка с трещиноподобным дефектом на 40% по предельному давлению и на 68-71% в режиме рабочего давления газа (5,4 МПа). Положительные результаты исследований и опытной апробации муфты РСМ-1220 инициировали развертывание работ по созданию муфт для трубопроводов диаметром 530, 1020, 720, 1420 мм.

На конденсатпроводах диаметром 530 мм одной из проблем является ремонт сквозных дефектов с минимальными затратами времени для устранения течи продукта. Для этой цели разработана муфта РСМ - 530, отличающаяся быстротой установки, которая обеспечивается за счет конструктивных особенностей узла затяжки - муфта имеет один разъем, стягиваемый всего двумя болтами.

Проведенные лабораторные исследования и полигонные испытания подтвердили эффективность этой муфты как герметизирующего устройства при давлениях продукта до 4,0 МПа. Выявленные конструктивные недостатки узла затяжки были усовершенствованы и испытаны в лабораторных условиях. В результате создания момента затяжки на уровне 270 Нм получено зна-

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

чение контактного давления, равного 2,5 МПа, что позволяет эффективно ремонтировать с помощью этой муфты опасные трещины подобные дефекты.

Наиболее целесообразна установка муфт в комплекте с заделкой дефектов быстротвердеющими компаундами. Конструкция узла затяжки РСМ - 530 защищена патентом на полезную модель. Основное отличие этих испытаний от выполненных ранее - циклический режим изменения давления количеством 11,5 тысячи циклов в диапазоне 0-7,4 МПа с целью определения ресурса дефектной трубы, усиленной муфтами РСМ.

3.4. Термоусаживаемые муфты

Термоусаживаемые муфты обладают существенными технико-эксплуатационными преимуществами:

- эксплуатационная надежность,
- высокое качество современных термоусаживаемых материалов,
- простота монтажа,
- надежная герметичность получаемых на основе данной технологии монтажа стыковых соединений,
- отличные диэлектрические свойства комплекта стыка,
- химическая и термическая стойкость материала,
- длительный срок хранения и эксплуатации термоусаживаемой муфты.

Наиболее технологичным и долговечным комплектом стыков является комплект стыка муфтового (термоусаживаемые муфты). Изоляция стыков (заливка стыков) осуществляется при помощи следующих материалов: муфта термоусадочная длиной 450 и 650 мм, компоненты пенополиуретана, термоапликатор 40х2,5 мм, пробка коническая полиэтиленовая, гильзы медные луженые для монтажа проводов системы трубопроводных систем в ппу изоляции.

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Процесс производства муфты термоусадочной основан на технологии «поперечной сшивки» полимеров с пластической памятью формы. Этот процесс представляет из себя образование дополнительных химических связей между прилегающими друг к другу молекулами в цепочке полимера. Подобные изменения в структуре полимера достигаются несколькими основными способами: под воздействием высокочастотного облучения электронами гамма-излучением, пироксидным или силановым методами. Все эти методы обеспечивают связывание отдельных линейных молекул полимера в прочную

«поперечно сшитую» трехмерную сетевую структуру. Новая структура полимера позволяет нагревать его выше температуры плавления, но он при этом не теряет своей исходной формы, не расплавляется, а приобретает каучук подобную консистенцию. В таком положении полимер подвергают растяжению и после остывания он сохраняет новую форму. При повторном нагреве полимер (муфта) возвращается к первичным размерам до растяжки. В этом заключается процесс терм усадки муфты.

Изготавливаются термоусаживаемые муфты из полиэтилена низкого давления марки 273-79 высшего сорта по ГОСТ 16338-85.

Предназначен для изоляции сварных соединений после сварки труб и фасонных изделий трубопровода. Является самым качественным покрытием сварного стыка по отношению к заливочным и скорлуповым стыкам.

Качественный монтаж термоусаживаемой муфты достигается путем применения для крепления муфты к полиэтиленовой оболочке трубы ппу аппликатора. Аппликатор предназначен для заполнения околошовных зон сварных стыков труб при нанесении заводского покрытия на основе пенополиуретана (для трубопроводов тепловых сетей и труб гвс) и на основе экструдированного полиэтилена или термоусаживающейся ленты (для трубопроводов вус изоляции для нефтегазовых трубопроводов, водопроводов) при изоля-

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ции сварных стыков трубопроводов в трассовых условиях, а также для ремонта повреждений заводских покрытий труб.

Проникновение влаги является одной из проблем для трубопроводов. Коррозия сварных швов и проникновение влаги под заводскую изоляцию могут быть предотвращены использованием термоусаживаемых муфт (манжет).

Термоусаживаемые муфты нашли широкое распространение при изоляции поверхности стальных трубопроводов систем теплоснабжения, отопления и горячего водоснабжения (предизолированные трубы в теплоизоляции пенополиуретаном), когда муфта устанавливается на защитную оболочку трубопровода, а также при антикоррозионной защите сварных швов непосредственно стальной трубы нефтегазопроводов. Одним из видов надежной защиты сварного шва стальной трубы нефтегазопроводов являются термоусадочные муфты (манжеты) торговой марки Canusa. Муфта (манжета) Canusatube состоит из прочной основы (радиационно сшитый полиолефин), которая изнутри покрыта адгезивом. Муфты термоусадочные Canusatube производятся черного цвета для надземных трубопроводов и желтого для подземных и подводных. Муфты (манжеты) Canusatube желтого цвета имеют встроенный обратимый термоиндикатор, который придает муфте оранжевый цвет при достижении нужной температуры нагрева. Этот термоиндикатор представляет собой не просто нанесенный сверху слой, а компонент, специально введенный в состав основы и позволяющий определить температуру нагрева с довольно высокой прочностью.

После нагрева муфта термоусадочная Canusatube обжимает сварной шов, при этом вжимая адгезив в неровности поверхности стальной трубы, тем самым формируя отличную изоляцию. Муфты данного вида производятся диаметром от 55 до 315 мм. Легкость установки данной муфты делает ее превосходным выбором для изоляции труб малого диаметра.

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рис. 3.10. Схема термоусаживаемой муфты

3.5. Ремонтная манжета Clock Spring

Для надежного исключения вероятности аварии совсем не обязательно заменять поврежденный участок трубопровода на новый.

Существенно менее затратная и менее трудоёмкая технология ремонта участка с образовавшимся дефектом с помощью композитных манжет Clock Spring позволяет предотвратить развитие дефекта, перераспределить возникающие здесь напряжения, исключить избыточные деформации стенки трубопровода и сохранить тем самым его эксплуатационные характеристики.

С развитием транспортной трубопроводной сети объём предупреждающих ремонтных работ будет возрастать. Следовательно, возрастает актуальность и значимость технологии ремонта, гарантирующей восстановление проектных характеристик трубопроводов и их дальнейшую безотказную эксплуатацию — без ограничения срока.

И опять же именно такой технологией, — позволяющей надёжно устранить потенциальный источник аварии и гарантирующей безотказную эксплуатацию отремонтированного участка на протяжении всего цикла жизни трубопровода, — является ремонт с использованием манжет Clock Spring.

Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свёртывания. В рабочем положении она похожа на свёрнутую часовую пружину (clock spring — часовая пружина).

Перед установкой манжеты все дефекты на поверхности трубы заделываются передающей нагрузке мастикой с высоким сопротивлением сжатию. Затем на ремонтируемый участок трубы наматывают композитную манжету, промазывая каждый виток полосы слоем быстросохнущего прочного адгезива.

После установки манжеты труба и три указанных компонента (полоса композита, мастика и адгезив) образуют единую систему с жёсткостью.

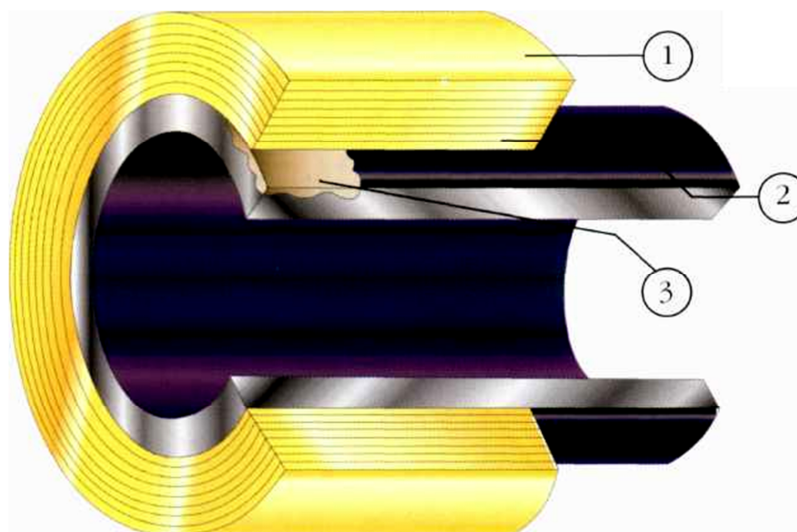


Рисунок – 3.11. Установка манжеты

Где 1- полоса композитного материала, имеющего высокопрочную однонаправленную структуру;

2- двухкомпонентный высокопрочный адгезив;

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

3- мастика для передачи нагрузки с высоким сопротивлением сжатию.

Для каждого диаметра трубы выпускаются манжеты, соответствующего размера, и при их изготовлении матричная память программируется так, чтобы манжета после деформации возвращалась в цилиндрическое состояние с диаметром, соответствующим диаметру ремонтируемой трубы. Этим и обеспечивается высокая плотность и равномерность прилегания манжеты к трубе независимо от внутреннего давления трубопровода. Матричная память и строгое соответствие диаметров манжеты и трубы исключают сколько-нибудь существенное давление манжеты на трубу.

Манжета предотвращает аварии, снимая или снижая до допустимых нагрузки в местах дефектов, а также расширяя зону упругих деформаций в местах значительного истончения стенок трубы.

Плотность прилегания манжеты к стенкам трубы и полная передача на неё избыточной нагрузки со стенок трубы обеспечиваются:

- матричной памятью,
- специальной мастикой, заполняющей все неровности и передающей нагрузку в местах дефектов;
- адгезивом, не позволяющим слоям манжеты перемещаться друг относительно друга и стенок трубы;
- установкой манжеты при пониженном давлении.

При возвращении рабочего давления установленная манжета сразу оказывается нагруженной и работает "без люфта", растягиваясь в радиальном направлении вместе со стенками трубопровода при изменении давления.

Высокий модуль упругости именно в направлении по окружности трубы и отсутствие зоны пластических деформаций вплоть до точки разрыва позво-

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ляют манжете, растягиваясь, брать на себя и равномерно перераспределять по всей длине волокон часть создаваемой давлением внутри трубопровода нагрузки.

Пока участок трубы, на котором установлена манжета, находится в зоне упругих деформаций, определяемой модулем Юнга металла, манжета перераспределяет избыточные локальные напряжения, возникающих в местах дефектов. Тем самым исключается влияние этих дефектов на несущую способность трубы, а развитие их останавливается.

Если нагрузка превышает предел упругости участка трубы (из-за повышения давления, обширной поверхности коррозионного дефекта и др.) и труба начинает входить в зону пластических деформаций, манжета Clock Spring, растягиваясь, принимает на себя всю избыточную — за пределом упругости — нагрузку, вынуждая трубу вернуться в зону упругих деформаций. Если давление в трубопроводе продолжает расти и металл опять начинает течь, то манжета снимает и эту избыточную нагрузку, снова возвращая трубу в зону упругой деформации. Таким образом, вероятность аварии из-за разрыва "текущего" металла исключается.

Композитные ремонтные манжеты с матричной памятью

Ремонтная манжета данного типа представляет собой комплект, в состав которого входят:

1. мастика, предназначенная для восстановления потери металла и геометрии стенки подлежащей ремонту трубы, способствующая перераспределению напряжений и препятствующая дальнейшему росту дефектов;
2. армирующая стеклополимерная композитная лента из стекло пластика, имеющего вторичную матричную память;
3. композитный конструкционный адгезив, предназначенный для соединения слоев ленты при формировании ремонтной конструкции.

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технология изготовления и установки композитных манжет с матричной памятью исключает все нестабильности и вариабельность, присущие технологии Wet Wrap. Композитный материал выпускается в заводских условиях, позволяющих тщательно соблюдать и строго контролировать соотношение стекловолокна и смолы. Композитный материал выжимается, высушивается, подвергается тепловой обработке и отверждению. Все проектные параметры строго контролируемы. Механические свойства всех образцов этого композита точно определены и постоянны.

Манжеты доставляются к месту ремонта в виде полностью утверждённой композитной ленты и надёжно фиксируются на ремонтируемом участке с помощью адгезива. Чтобы гарантировать правильное распределение нагрузки, все дефекты и вмятины перед установкой композитной манжеты заполняются специальной мастикой, имеющей высокое сопротивление сжатию.

Так как при изготовлении манжет строго выдерживаются все параметры, поведение участков трубы, отремонтированных с помощью этих манжет, абсолютно предсказуемо, что и является условием продолженной надёжности.

Уникальные манжеты Clock Spring применяются для ремонта:

- труб с наружным повреждением (коррозионным или механическим) стенки с глубиной дефекта до 80% от толщины стенки трубы – в том числе и криволинейных участков трубы;
- вмятин, глубиной до 6% диаметра трубы;

					Применяемые ремонтные конструкции	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

4. Технологические расчеты

4.1 Гидравлический расчет нефтепровода

Исходные данные для нефтепровода.

Таблица 4.1 - Данные для гидравлического расчета

Параметры	Данные
D_n – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Q – производительность, млн.т./год	45
L – длина трубопровода, км	363
$\Delta z = z_2 - z_1$ – разность отметок начала и конца нефте-	10
ρ – средняя плотность, т/м ³	0,8
P_1 – давление насосной станции, кгс/см ²	45
P_2 – давление в конце участка, кгс/см ²	1,5
δ – толщина стенки, мм	12
Средняя расчетная кинематическая вязкость при температурах грунта на глубине заложения трубопровода ν_p , см ² /сек	0,55
Средняя абсолютная шероховатость для нефтепроводных труб после нескольких лет эксплуатации, мм	0,2

Ход расчёта:

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_z \cdot k_n}{N_z \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (2)$$

где $N_z = 350$ дней - расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановки на регламентные работы и ремонт.

k_n - коэффициент неравномерности перекачки, для одноконтурных нефтепроводов, по которым нефть от системы нефтепроводов подается нефтеперерабатывающему заводу, принимается равным 1,07.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Каннан В.К.				Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Брусник О.В.						43	79
Консульт.						ТПУ гр. 256А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

$$Q_c = \frac{45000000 \cdot 1,07}{350 \cdot 24 \cdot 0,850 \cdot 3600} = 1,87 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d = D - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 12 = 1996 \text{ мм} = 1,996 \text{ м}. \quad (3)$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2}, \text{ м/с}. \quad (4)$$

$$V = \frac{4 \cdot 1,87}{3,14 \cdot 1,996^2} = 1,66 \text{ м/с}.$$

Проверка режима течения

$$\text{Re} = \frac{V \cdot d}{\nu}, \quad (5)$$

$$\text{Re} = \frac{1,66 \cdot 1,996 \cdot 10^4}{0,55} = 36097$$

$\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}} = 2320$, режим течения нефти турбулентный. Находим Re_I и Re_{II} .

$$\text{Re}_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad \text{Re}_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{e}{d}$$

где ε - относительная шероховатость труб.

$$\varepsilon = \frac{0,2}{1196} = 0,000167224; \quad \text{Re}_I = \frac{10}{0,000167224} = 59800;$$

$2320 < \text{Re} < \text{Re}_I$ – зона гидравлически гладких труб.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется для зоны гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{0,3164}{36097^{0,25}} = 0,023. \quad (7)$$

Гидравлический уклон находим по формуле:

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g} = \frac{0,023 \cdot 1,66^2}{1,196 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,003 . \quad (8)$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{mp} = i \cdot L = 0,003 \cdot 363 \cdot 10^3 = 1089 \text{ м.} \quad (9)$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{mc} = 0,02 \cdot h_{mp} = 0,02 \cdot 1089 = 21,78 \text{ м.} \quad (10)$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{mp} + h_{mc} + \Delta z = 1089 + 21,78 + 10 = 1120,78 \text{ м.} \quad (11)$$

4.2 Проверка прочности и устойчивости трубопровода

Таблица 4.2 - Данные для прочностного расчета

Параметры	Данные
D_n – диаметр трубопровода наружный, мм	1220
Марка стали	17ГС
t^0 – температура при сварке замыкающего стыка, ^0C	–20
t^0 – температура эксплуатации нефтепровода, ^0C	25
ρ – средняя плотность, т/м^3	0,85
P_1 – рабочее давление насосной станции, кгс/см^2	45
h_0 – глубина заложения нефтепровода, м	0,8
ρ_n – радиус естественного изгиба нефтепровода, м	1000

Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность трубопровода в продольном направлении следует производить из условия (согласно [30]):

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1, \quad (12)$$

где $\delta_{\text{пр.Н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H},$$

где $m = 0,9$ - коэффициент условий работы трубопровода (согласно [30]);

$k_1 = 1,34$ - коэффициент надежности по материалу (согласно [30]);

$k_H = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода [30];

R_1^H , - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{\text{вр}} = 550$ МПа;

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1} = 369,4 \text{ МПа}$$

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1}, \quad (13)$$

Кольцевые напряжения от внутреннего давления найдем по формуле:

$$\sigma_{\text{кш}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 246,68 \text{ МПа}$$

Тогда

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\kappa\psi}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\kappa\psi}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{246,68}{369,4} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{246,68}{369,4} = 0,482$$

Величина продольных сжимающих напряжений равна:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}}, \quad (14)$$

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{н}}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -37,24 \text{ МПа}$$

Получили $|-37,24| \leq 178,05$ – условие прочности выполняется.

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}; \quad (15)$$

$$\sigma_{\kappa\psi}^{\text{н}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}; \quad (16)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\kappa\psi}^{\text{н}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\kappa\psi}^{\text{н}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}; \quad (17)$$

где R_2^H - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек} = 390$ МПа;

$\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{4,5 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 224,25 \text{ МПа.} \quad (18)$$

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot \rho}; \quad (19)$$

где $\rho = 1020$ м - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{np1}^H = 0,3 \cdot 224,25 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = 79,23 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np2}^H = 0,3 \cdot 224,25 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,22}{2 \cdot 1020} = -167,16 \text{ МПа.}$$

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{np2}^H = -167,16$ МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\frac{224,25}{0,9} \cdot 390}{0,9 \cdot 1,0} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\frac{224,25}{0,9} \cdot 390}{0,9 \cdot 1,0} = 0,4645; ;$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = 0,4645 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 181,16 \text{ МПа};$$

$|-167,16| < 181,16$, то есть I условие выполняется.

II условие: $\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H$ выполняется, так как

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 390 = 390 \text{ МПа};$$

$$224,25 \leq 390$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

					Технологические расчеты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

4.3 Расчет необходимого количества герметика и композитного состава

Для расчета необходимого количества используемого герметика и композитного состава нужно вычислить соответствующие объемы.

Объем быстроотверждающегося герметика $V_{\text{г}}$, в литрах, необходимый для герметизации двух торцов одной муфты (по 25 мм с каждой стороны) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{г}} = \pi \cdot (D_{\text{н}} + \Delta R)^2 \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^{-6}, \quad (38)$$

где: $D_{\text{н}}$ - наружный диаметр трубопровода, мм;

ΔR - кольцевой зазор между трубой и муфтой, мм.

$$V_{\text{г}} = 3,14 \cdot (1220 + 21)^2 \cdot 21 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,1 \text{ л.}$$

При рекомендуемом угле скоса между перпендикуляром к трубе и муфтой в 45° рассчитанный объем герметика должен быть увеличен на 50%.

Объем композитного состава $V_{\text{к}}$, в литрах, необходимого для заполнения кольцевого зазора между трубой и муфтой, определяется по формуле:

$$V_{\text{к}} = \pi \cdot (D_{\text{н}} + \Delta R)^2 \cdot \Delta R \cdot (L_{\text{м}} - 50) \cdot 10^{-6}, \quad (39)$$

где: $L_{\text{м}}$ - длина ремонтной муфты, мм.

$$V_{\text{к}} = 3,14(1220 + 21)^2 \cdot 21 \cdot (4000 - 50) \cdot 10^{-6} = 322,6 \text{ л.}$$

					Технологические расчеты	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ

На основе технических отчётов по внутритрубной диагностике магистрального нефтепровода, расположенного на севере Томской области, было выявлен участок с дефектов типа – коррозионного истончение номинальной толщины стенки трубы. Неэффективное и несвоевременное устранение дефектов может привести к возникновению масштабной аварии (учитывая протяженность участка с дефектами), устранение последствий которой может потребовать значительных финансовых, трудовых, материальных и прочих затрат и ресурсов. В этой связи основной целью работы является выбор оптимальной технологии проведения ремонта данного участка магистрального нефтепровода.

Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. В районе водосбора реки Обь. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.

При ремонте нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Магистральные трубопроводы в большинстве случаев находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Значительна часть персонала на объектах транспортировки нефти работают вахтовым методом. За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

Ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).								
					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Брусник О.В.					50	79
Консульт.						ТПУ зр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Если объект располагается в районах Крайнего Севера или местностях, приравненных к ним, то устанавливается районный коэффициент, выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, предусматриваются дополнительные отпуска.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [36].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда. При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо. В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью

					Социальная ответственность	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 5.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0⁰С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0⁰С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 5.2 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха ⁰ С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

2. Превышение уровней шума.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полу-муфт, а также машины для проведения земляных работ.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 Г эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши.

3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, растворитель, герметик и композитный состав.

Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже.

					Социальная ответственность	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³. [39]

При работе с композитным составом, герметиком, растворителем и нефтью необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по ТУ 17 – 08 – 114 – 80; резиновые перчатки по ГОСТ 20010 – 74; сапогами по ГОСТ 12.4.137 – 84; респиратор РПГ – 67А по ГОСТ 12.4.004.

4. Тяжесть и напряженность физического труда.

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8–ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

5. Электрический ток.

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с разностью потенциалов.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019-2017 и быть не более 50 мА.[41]

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

6. Пожароопасность и взрывоопасность.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³. [39]

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита атмосферы

При попадании в атмосферу вредные вещества физико-химически преобразуются, а впоследствии либо рассеиваются, либо вымываются. Уровень загрязнённости атмосферы находится в прямой зависимости от того, произойдет ли перенос этих веществ на большое расстояние от их источника, либо их скопление останется локальным.

Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м³ ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. –Введ. 30.06.2002. –М.: Стандартинформ, 2006. –17 с. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Соблюдение правил эксплуатации;

					Социальная ответственность	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры;
4. Оснащение насосного зала системой контроля загазованности.

5.3.2 Защита гидросферы

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель растений и животных. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 кв. км. Восстановление пораженных экосистем занимает 10-15 лет.

Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает на них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение. Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода.

5.3.3 Защита литосферы

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв - изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо- и микрофауны и микрофлоры). Последствия возникновения нефтяного загрязнения почв носят губительный характер:

- Происходит массовая гибель почвенной мезофауны: через три дня после аварии большинство видов почвенных животных полностью исчезает или составляет не более 1% контроля. Наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефти.
- Изменяются фотосинтезирующие функции высших растений
- Дыхание почв также чутко реагирует на загрязнение нефтепродуктами.

					Социальная ответственность	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для разных почв процесс реанимации проходит по-разному. Зависит он и от глубины проникновения продуктов в основание. Например, время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 литров на квадратный метр. Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий. [44]

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q}(\text{м}), \quad (1)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{\text{спл}} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q}(\text{м}) \quad (2)$$

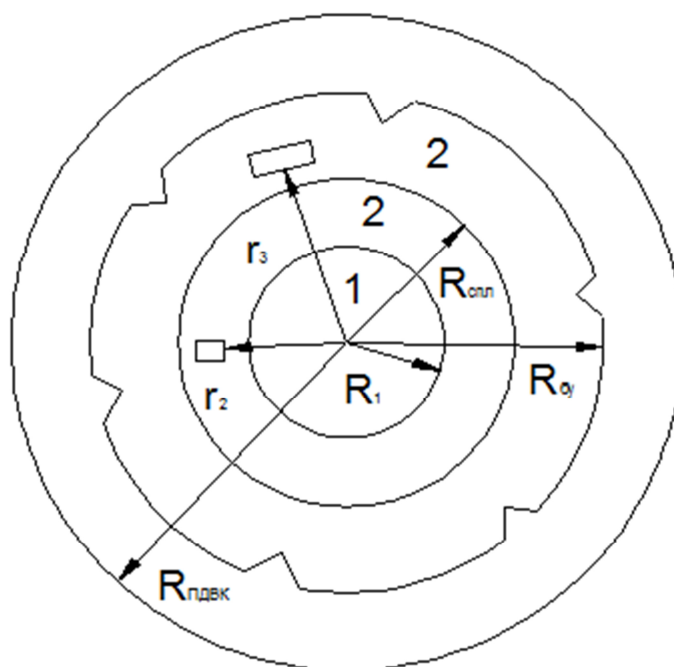


Рис.6.1. Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси

1 – Зона детонационной волны;

2 – Зона ударной волны;

R_1 – радиус зоны детонационной волны (м);

$R_{\text{спл}}$ – радиус зоны смертельного поражения людей;

$R_{\text{бз}}$ – радиус безопасного удаления, $\Delta P_{\text{ф}} = 5$ (кПа);

$R_{\text{ПДВК}}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;

r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

Для принятия эффективных мер по локализации и ликвидации аварий ответственный руководитель создает оперативный штаб. При возгорании на технологической площадке необходимо выполнить следующее:

- вызвать пожарную команду, скорую помощь, сообщить об отключении начальнику смены, оповестить ответственных лиц по списку в соответствии с планом ликвидации аварии;
- проверить включение в работу систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения);
- отключить при необходимости электроэнергию, кроме аварийного освещения, остановить агрегаты, выключить вентиляторы, перекрыть

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

трубопроводы, прекратить все работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;

- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения до прибытия подразделений пожарной охраны;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожар.

Организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты создают резерв финансовых и материальных ресурсов в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии в соответствии с Федеральным Законом от 21 декабря 1994 г. №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Порядок создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации и локализации ЧС природного и техногенного характера определен постановлением Правительства РФ от 10 ноября 1996 г. №1340 «О Порядке создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Вывод по разделу

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые присутствуют в рабочей зоне при проведении ремонтных работ на нефтепроводе, предложены мероприятия по снижению их воздействия. Раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве. Было затронуто экологическое воздействие магистрального нефтепровода как опасного производственного объекта.

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе проекта рассматривается работа по устранению выявленных дефектов нефтепровода, на основе применения современной технологических решений.

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов нефтепровода с проведением экономического сравнения целесообразности ремонта с применением манжеты Clock Spring с традиционной технологией:

1. по традиционной технологии - установке композитно-муфтовой технологии (КМТ).
2. по новой экономически - выгодной технологии установки манжеты Clock Spring.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

1. затраты на материалы
2. затраты на оплату труда
3. отчисления на соц. нужды
4. амортизация
5. прочие затраты

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в табл. 6.1, 6.2.

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в табл. 6.3, 6.4.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Каннан В.К.			Финансовый менеджмент	Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Брусник О.В.					64	79	
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Таблица 6.1 - Потребность оборудования необходимого для ремонта

Наименование	Марка	Ед.	Цена ед., руб.	Транспортные расходы, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	850000	20000	870000
Экскаватор	ЭО4124	1	1590000	27000	1617000
Автокран	КС3561	1	1328000	25500	1353500
Сварочная машина	Урал "Парма"	1	1720000	31000	1751000
Самосвальная машина	Урал	1	1270000	24500	1294500
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	950000	20000	970000
Автозаправщик	Т 371	1	1200000	23000	1223000
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1300000	22000	1322000
Трал	КРАЗ	1	1100000	19000	1119000
Трубоискатель	ТИ-12	1	120000	2200	122200
Автоцистерна для питьевой воды	АВЦ-1.7	1	1160000	21000	1181000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	490000	8000	498000
Компрессор	Compare Holman 51	1	950000	16000	966000
Ручная шлифовальная машина		1	27680	500	28180
Ручное перемещающее устройство		1	105000	1500	106500
Миксер с механическим приводом		1	55000	1000	56000
Нагнетательный насос		1	48000	1000	49000
Цепные стяжки		2	400	50	900
Гидравлический домкрат		2	4700	150	9700
Итого:		21	12 842 880	262 400	13 105 280

Таблица 6.2 - Потребность оборудования необходимого для ремонта Clock Spring

Наименование	Марка	Ед.	Цена ед., руб.	Транспортные расходы, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	850000	20000	870000
Экскаватор	ЭО4124	1	1590000	27000	1617000
Автокран	КС3561	1	1328000	25500	1353500
Дробеструйная установка	2040 NC	1	490000	31000	521000
Самосвальная машина	Урал	1	1270000	24500	1294500
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	950000	20000	970000
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1300000	23000	1323000
Трал	КРАЗ	1	1300000	22000	1322000
Трубоискатель	ТИ-12	1	120000	2200	122200
Компрессор	Compare Holman 51	1	950000	16000	966000
Стягивающее устройство		1	100000	2000	102000
Электростанция		1	30000	540	30540
Итого:		12	8 847 000	213740	9 060 740

					Финансовый менеджмент	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.3 – Расчет годовых амортизационных отчислений для ремонта КМТ

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	850000	20	170000
Экскаватор	ЭО4124	1	1590000	20	318000
Автокран	КС3561	1	1328000	20	265600
Сварочная машина	Урал "Парма"	1	1720000	10	172000
Самосвальная машина	Урал	1	1270000	20	254000
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	950000	20	190000
Автозаправщик	Т 371	1	1200000	20	240000
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1300000	20	260000
Трал	КРАЗ	1	1100000	10	110000
Трубоискатель	ТИ-12	1	120000	10	12000
Автоцистерна для питьевой воды	АВЦ-1.7	1	1160000	20	232000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	490000	20	98000
Компрессор	Compare Holman 51	1	950000	20	190000
Ручная шлифовальная машина		1	27680	10	2768
Ручное перемешивающее устройство		1	105000	10	10500
Миксер с механическим приводом		1	55000	10	5500
Нагнетательный насос		1	48000	10	4800
Цепные стяжки		2	400	25	200
Гидравлический домкрат		2	4700	25	2350
Итого:		21	12 842 880		2 305 718

Таблица 6.4 - Расчет годовых амортизационных отчислений для ремонта Clock Spring

Наименование	Марка	Кол.	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	ТД-25	1	850000	20	170000
Экскаватор	ЭО4124	1	1590000	20	318000
Автокран	КС3561	1	1328000	20	265600
Дробеструйная установка	2040 NC	1	490000	20	98000
Самосвальная машина	Урал	1	1270000	20	254000
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	1	950000	20	180000
Вахтовая машина	Урал "Вахта"	1	1200000	20	240000
Трал	КРАЗ	1	1300000	10	130000
Трубоискатель	ТИ-12	1	1100000	20	220000
Компрессор	Compare Holman 51	1	120000	20	240000
Стягивающее устройство		1	100000	25	25000
Электростанция		1	30000	20	6000

Итого:		12	8 847 000		2 146 600
--------	--	----	-----------	--	-----------

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K, \quad (5.1)$$

где D – продолжительность периода, дни;

C – время смены, часы;

K – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об}, \quad (5.2)$$

где $A_{год}$ – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$ – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$ – машино-часы за отработанный период.

Для ремонта КМТ:

$$M_{об} = 4 * 8 * 21 = 672 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 21 = 43512 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 2305718 / 43512 * 672 = 35\,609,5 \text{ руб.}$$

Для Clock Spring:

$$M_{об} = 2 * 8 * 12 = 192 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 * 8 * 12 = 24864 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = 2146600 / 24864 * 192 = 16576,1 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в табл. 5.5, 5.6.

Таблица 6.5 - Фонд оплаты труда рабочих для КМТ

Профессия	Раз- ряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополни- тельная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	30,76	984,32	50	492,16	1476,48	295,29	1417,4	3189,1
Машинист бульдо- зера	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,47	1120,6	2521,4
Машинист экскава- тора	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,47	1120,6	2521,4
Водитель автокра- на	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,47	1120,6	2521,4
Водитель бортовой машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,71	977,8	2200,0
Водитель автоза- правщика	5	1	22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,49	1048,7	2359,7
Водитель вахтовой машины	5	1	22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,49	1048,7	2359,7
Водитель свароч- ной машины	5	1	22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,49	1048,7	2359,7
Водитель само- свальной машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,71	977,8	2200,0
Электросварщик	6	2	24,32	1556,48	50	778,24	2334,72	466,94	2241,3	5042,9
Слесарь ремонтник	5	2	22,76	1456,64	50	728,32	2184,96	436,99	2097,5	4719,5
Дефектоскопист	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,47	1120,6	2521,4
Итого		14								34517,1

Профессия	Разряд	Кол.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+30%	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	30,76	984,32	50	492,16	1476,48	295,296	1417,42	3189,19
Машинист бульдозера	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Машинист экскаватора	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Водитель автокрана	6	1	24,32	778,24	50	389,12	1167,36	233,472	1120,66	2521,49
Водитель бортовой машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,712	977,81	2200,08
Водитель вахтовой машины	5	1	22,76	728,32	50	364,16	1092,48	218,496	1048,78	2359,75
Водитель самосвальной машины	4	1	21,22	679,04	50	339,52	1018,56	203,712	977,81	2200,08
Слесарь ремонтник	5	2	22,76	1456,64	50	728,32	2184,96	436,992	2097,56	4719,51
Итого		9								22233,13

Таблица 6.6 - Фонд оплаты труда рабочих для Clock Spring

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды ЕСН, который составляет 30%.

ЕСН для КМТ = $34517,1 \cdot 0,3 = 10\,355,13$ руб.

ЕСН для CLOCK SPRING = $22233,13 \cdot 0,3 = 6\,669,94$ руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Таблица 6.7 - Статья материалы для КМТ

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Муфта, кг	1466	170,5	249953
Изоляционная пленка, кг	60	145	8700
Электроды 3мм, кг	2,5	75	187,5
Электроды 5мм, кг	15	65	975
Праймер, кг	5	79	395
Круги отрезные, шт.	1	30	30
Круги шлифовальные, шт.	2	30	60
Абразивная дробь, кг	500	20	10000
Герметик, л	4,1	231	947,1
Композитный состав, л	118,7	176	20891,2
Растворитель, л	30	18	540
Плита дорожная ПНД-AIV (6*2*0,14), шт.	5	6200	31000
Дизтопливо, кг	2000	6	12000
Итого:			335678,8

--	--	--	--

Таблица 6.8 - Статья материалы для Clock Spring

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Комплект Clock Spring, шт. - мастика - армирующая стеклополимерная композитная лента - композитный конструкционный адгезив	1	58530	58530
Изоляционная пленка, кг	15	145	2175
Абразивная дробь, кг	50	20	1000
Плита дорожная ПНД-AIV (6*2*0,14), шт.	5	6200	31000
Дизтопливо, кг	1500	6	9000
Итого:			101705
Транспортные расходы, 5%			5085,25
Итого с учетом транспортных расходов:			106790,25

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в табл. 6.9.

Таблица 6.9 - Смета затрат на устранение 1 дефекта

№	Наименование статей	КМТ		Clock Spring	
		тыс. руб.	уд. вес, %	тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные затра-	352,46	58,15	106,79	50,1
2	Оплата труда	34,52	5,7	22,23	10,45
3	ЕСН	10,35	1,7	6,67	3,15
4	Амортизация	35,61	5,85	16,58	7,75
5	Прочие затраты	173,18	28,6	60,91	28,55
	Всего затрат:	606,11	100	213,18	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом КМТ = 606,11 тыс. руб.

					Финансовый менеджмент	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Затраты на устранение методом Clock Spring = 213,18 тыс. руб.

Дополнительная прибыль валовая составит: $P_B = 606,11 - 213,18 = 392,93$ тыс.руб.

Технико-экономические показатели представлены в табл. 6.10.

Таблица 6.10 - Технико-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	КМТ	Clock Spring
Продолжительность ремонта	дни	4	2
Численность работников	чел.	14	9
Трудоемкость	чел×час	448	144
Смета затрат, всего:	тыс. руб.	606,11	213,18
в том числе			
- материальные затраты	тыс. руб.	352,46	106,79
- оплата труда	тыс. руб.	34,52	22,23
- ЕСН	тыс. руб.	10,35	6,67
- амортизация	тыс. руб.	35,61	16,68
- прочие затраты	тыс. руб.	173,18	60,91
Прирост прибыли валовой	тыс. руб.	—	392,93

Вывод

Ресурсоэффективность по новой экономически - выгодной технологии установки манжеты Clock Spring выше, чем по традиционной технологии - установке композитно-муфтовой технологии (КМТ), так как затраты на достижения результата меньше и это помогает нам сэкономить возможности и ресурсы (материальные, финансовые, силы, здоровье и т.д.).

Таким образом, экономический расчет показал что из представленных видов ремонта на снижение затрат на устранение дефектов оказывает влияние ремонт, с использованием муфт Clock Spring. Также данный способ ремонта рассчитан на 50 лет, в отличие от конкурирующего, с применением КМТ.

Заключение

В ходе выполнения выпускной работы был выбран оптимальный метод проведения ремонтных работ на участке магистрального нефтепровода «N» расположенного на севере Томской области. Для этого в работе были рассмотрены известные методы ремонта нефтепроводов и был выбран наиболее подходящий для изучаемого объекта.

Для устранения дефекта коррозионного истончение номинальной толщины стенки трубы, был выбран метод ремонта с применением ремонтных конструкций. Для ремонта была выбрана современная композитных манжета Clock Spring.

Проведены технологические расчёты, исходя из которых определено, что условие прочности выполняется, напряжения, испытываемые трубопроводом, не превышают критических.

В части работы «Финансовый менеджмент» проведен сравнительный анализ конкурентных преимуществ данной технологии с композитной муфтой, установленной по технологии КМТ. Ресурсоэффективность по новой экономически - выгодной технологии установки манжеты Clock Spring оказалась выше (прирост валовой прибыли 392 тыс.р.), чем по традиционной технологии.

В главе «Социальная ответственность» разработаны решения по охране труда и промышленной безопасности, охране окружающей среды.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.		5.06.19	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Брусник О.В.		5.06.19			75	79
Консульт.						ТПУ гр. 256А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		5.06.19				

Список литературы

1. РД-23.040.00-КТН-201-17 “Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций”
2. РД-23.040.00-КТН-090-07. “Классификация дефектов и методов ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.
3. РД-75.180.00-КТН-165-06. “Методика на проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно-муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики”.
4. РД-153-39.4-130-2002. “Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов ”.
5. РД-153-39.4-086-07. “Технология ремонта дефектов действующих магистральных нефтепроводов ”.
6. РД-23.04.00-КТН-090-07. “ Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов”.
7. РД-75.180.00-КТН-164-06. “Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов”
8. Ясин Э.М., Березин В.Л., Ращепкин К.Е. Надежность магистральных трубопроводов. - М: Недра, 1972.
9. Березин В.Л., Ращепкин К.Е. и др. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. - М: Недра, 1978.
10. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С, Гумеров Р.С, Гаскаров Н.Х. Восстановление работоспособности труб нефтепроводов. - Уфа: Башкнигоиздат, 1992.
11. Гумеров А.Г., Зайнушин Р.С. и др. Старение труб нефтепроводов. -М: Недра, 1995.

					Выбор оптимальной технологии выполнения ремонта-восстановительных работ нефтепровода на примере объекта томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Каннан В.К.			Список литературы		Лит.	Лист
Провер.		Брусник О.В.						76
Консульт.								79
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					ТПУ гр. 256А	

12. Айбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справ. пособие. - М.: Недра, 1991.
13. Кумылганов А.С. Состояние и перспективы капитального ремонта магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. - 1995. -№ 5.
14. Методика расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода диаметром 219-1220 мм. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1976.
15. СН 452-73. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов. - М: Госстрой СССР, 1973.
16. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. - М: Минстрой России, 1997.
17. СНиП III-42-80'. Магистральные трубопроводы. - М.: Минстрой России, 1997.
18. Правила охраны магистральных трубопроводов. - М.: Минтопэнерго РФ, 1992.
19. РД 39-0147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. - Уфа: ИПТЭР, 1998.
20. ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. - М.: ВНИИСТ, 1990.
21. ВСН 006–89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. - М.: ВНИИСТ, 1990.
22. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов Контроль качества и приемка работ.
23. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. - М.: ВНИИСТ, 1990.
24. РД 39-00147105-016-98. Методика расчета прочности и устойчивости ремонтируемых линейных участков магистральных нефтепро-

					Список литературы	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

водов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании. - Уфа: ИПТЭР, 1998.

25. СП 34-101-98. Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте. — М.: АК Транснефть, 1998.
26. Инструкция по применению современных сварочных материалов и оборудования при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. -Уфа: Транстэк, 1998.
27. РД 102-011-89. Охрана труда. Организационно-методические документы. - М.: ВНИИСТ, 1990.
28. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. - М.: ВНИИСТ, 1990.
29. ГОСТ 20295-85*
30. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М.Нечваль – М.: Недра, 2008
31. Быков, Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др. – Санкт-Петербург: Недра, 2006.-824 с
32. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.
33. СП 34-101-98 Выбор для труб магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте. Стандарт отрасли "Нефтепроводы магистральные Кольцевые, продольные, спиральные швы с дефектами и трубы с расслоениями Определение долговечности", 2003г.
34. Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных трубопроводов по данным обследования внутритручными дефектоскопами, 1997г;
35. РД 153-394 Р-119-02* Методика оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов.
36. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ

					Список литературы	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

37. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
38. ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"
39. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
40. "Р 2.2.2006-05. 2.2. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда"
41. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
42. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования
43. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
44. Ильин Н.П., Калачникова И.Г. Наблюдение за самоочищением почв от нефти в средней и южной тайге. –М.; 1982.–С. 245-258